



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

TEMA:

**“APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE PREDICCIÓN DE DECLINACIÓN
DE PRODUCCIÓN TRADICIONAL VS MODIFICADO INTEGRANDO
LOS PARÁMETROS DE YACIMIENTO EN LOS POZOS ANC1260 Y
ANC1270, CAMPO GGV”**

TESINA

AUTOR:

CARLOS JAVIER TOMALÁ GUTIÉRREZ

TUTOR:

ING. FIDEL CHUCHUCA AGUILAR

LA LIBERTAD- ECUADOR

2020

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO
PROYECTO PRÁCTICO DEL EXÁMEN COMPLEXIVO**

**“APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE PREDICCIÓN DE DECLINACIÓN DE
PRODUCCIÓN TRADICIONAL VS MODIFICADO INTEGRANDO LOS
PARÁMETROS DE YACIMIENTO EN LOS POZOS ANC1260 Y ANC1270,
CAMPO GGV”**

AUTOR:

CARLOS JAVIER TOMALÁ GUTIÉRREZ

TUTOR:

ING. FIDEL CHUCHUCA AGUILAR, MSC.

LA LIBERTAD-ECUADOR

2020



La Libertad, 28 de septiembre 2020

CARTA DE ORIGINALIDAD

Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza, PhD
Directora de la Carrera de Petróleos
Universidad Estatal Península de Santa Elena

Cumpliendo con los requisitos exigidos, envío a Uds. La Tesina Titulada “**APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE PREDICCIÓN DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN TRADICIONAL VS MODIFICADO INTEGRANDO LOS PARÁMETROS DE YACIMIENTO EN LOS POZOS ANC1260 Y ANC1270, CAMPO GGV**”, para que se considere la Sustentación, señalando lo siguiente:

1. La investigación es original.
2. No existen compromisos ni obligaciones financieras con organismos estatales ni privados que puedan afectar el contenido, resultados o conclusiones de la presente Investigación.
3. Constatamos que la persona designada como autor es el responsable de generar la versión final de la investigación.
4. El Tutor certifica la originalidad de la investigación y el desarrollo de la misma cumpliendo con los principios éticos.

Autor: **Carlos Javier Tomalá Gutiérrez**

Firma:

N° de Cedula **0923319958**

Correo: carlos_961011@hotmail.com

Tutor: **Fidel Chuchuca Aguilar**

Firma

N° de Cedula **070478950-2**

Correo fchuchuca@upse.edu.ec

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**“APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE PREDICCIÓN DE DECLINACIÓN DE
PRODUCCIÓN TRADICIONAL VS MODIFICADO INTEGRANDO LOS
PARÁMETROS DE YACIMIENTO EN LOS POZOS ANC1260 Y ANC1270,
CAMPO GGV”**

Autor: Carlos Javier Tomalá Gutiérrez

Tutor: Ing. Fidel Chuchuca Aguilar

RESUMEN

La predicción de la producción a futuro representa un rol importante para establecer la vida productiva y económica de un pozo, así como para estudiar la factibilidad de realizar trabajos de reacondicionamiento a los pozos.

El presente trabajo tiene como objetivo aplicar los métodos de Arps Tradicional y Modificado para el análisis de las curvas de declinación en los pozos ANC1260 y ANC1270; siendo el método modificado de Arps el que integra los parámetros de yacimiento que tienen relación con los factores que influyen en la disminución de la producción, y así comparar el método que tenga un mayor poder predictivo. Los resultados demuestran que para los dos pozos el tipo de curva que mejor representa sus datos de producción, es la exponencial y que los modelos de Arps modificado presentan mejores resultados al estar cercanos a los valores reales de producción, teniendo un porcentaje promedio de desviación del 9% para el pozo ANC1270 en comparación con el 11% de desviación promedio con el modelo de Arps tradicional; mientras que para el pozo ANC1260 ambos modelos representan el mismo porcentaje de desviación promedio, esto es debido a que se calibró el modelo modificado mediante la constante de proporcionalidad para que se ajuste al valor real de producción en lo posible.

Palabras claves:

Análisis de declinación, propiedades del fluido, propiedades del yacimiento, Modelo de Arps.

Tabla de Contenido

CARTA DE ORIGINALIDAD	iii
RESUMEN.....	iv
INDICE DE TABLAS	vi
INDICE DE FIGURAS.....	vi
INDICE DE ANEXOS.....	vii
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I.....	2
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.1 Formulación del Problema.....	2
1.2 Justificación	2
1.3 Antecedentes	3
1.4 Objetivos.....	4
1.4.1 Objetivo General.....	4
1.4.2 Objetivos Específicos.....	4
CAPITULO II.....	5
2. MARCO TEÓRICO.....	5
2.1 Descripción General del Campo Ancón	5
2.1.1 Ubicación del Campo.....	6
2.1.2 Formaciones Productoras	6
2.1.3 Propiedades de la Roca y Fluidos	7
2.1.4 Reservas del Campo Ancón.....	8
2.2 Modelos de Declinación de Producción	8
2.2.1 Modelos de Arps.....	8
2.2.2 Modelo modificado de Arps.....	12
2.3 Método de la Curva-Tipo.....	13
CAPITULO III	14
3. METODOLOGÍA	14
3.1 Procedimiento para el Análisis de la Declinación de la Producción	14
3.2 Descripción de los Pozos	14
3.2.1 Pozo ANC1260.....	15
3.2.2 Pozo ANC1270.....	17
3.3 Selección del intervalo de tiempo de producción.....	19
CAPITULO IV	21
4. ANÁLISIS DE DECLINACIÓN.....	21

4.1	Método de Arps.....	21
4.1.1	Desarrollo del Método de Arps para el pozo ANC1270	21
4.1.2	Desarrollo del Método de Arps para el pozo ANC1260	23
4.2	Método de Arps Modificado	24
4.2.1	Desarrollo del Método de Arps Modificado para el Pozo ANC1270	24
4.2.2	Desarrollo del Método de Arps Modificado para el Pozo ANC1260	25
4.3	Resultados.....	26
4.3.1	Análisis de Resultados del Pozo ANC1270	26
4.3.2	Análisis de Resultados del Pozo ANC1260	28
	CONCLUSIONES.....	31
	RECOMENDACIONES.....	32
	BIBLIOGRAFÍA	33
	ANEXOS	34

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.	Propiedades de la Roca y Fluidos del Campo Ancón.....	8
Tabla 2.	Reservas de los Yacimientos del Campo Ancón.....	8
Tabla 3.	Propiedades del Yacimiento y Fluido del Pozo ANC1260.....	16
Tabla 4.	Propiedades del Yacimiento y Fluido del Pozo ANC1270.....	18
Tabla 5.	Datos iniciales para el pronóstico del Pozo ANC1270.....	22
Tabla 6.	Datos iniciales para el pronóstico del Pozo ANC1260.....	23
Tabla 7.	Comparación de los resultados de los dos métodos aplicados en el Pozo ANC1270.....	27
Tabla 8.	Comparación de los resultados de los dos métodos aplicados en el Pozo ANC1260.....	29

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.	Mapa de Ubicación del Campo Ancón.....	6
Figura 2.	Columna Estratigráfica del Campo Ancón.....	7
Figura 3.	Representación de las Curvas de declinación.....	9
Figura 4.	Historial de Producción Mensual Promedio del pozo ANC1260.....	15
Figura 5.	Historial de Producción Acumulada del pozo ANC1260.....	16
Figura 6.	Historial de Producción Mensual Promedio del pozo ANC1270.....	17
Figura 7.	Historial de Producción Acumulada del pozo ANC1270.....	18
Figura 8.	Selección del Intervalo estable de la producción del Pozo ANC1270.....	20
Figura 9.	Selección del Intervalo estable de la producción del Pozo ANC1260.....	21
Figura 10.	Resultado de la Estimación de Producción del Pozo ANC1270 hasta el año 2030.....	22
Figura 11.	Resultado de la Estimación de Producción del Pozo ANC1270 hasta el año 2030.....	24

Figura 12. Resultados de los Métodos de Predicción en comparación con la Producción real del pozo ANC1270.....	27
Figura 13. Predicción de la producción del pozo ANC1270.....	28
Figura 14. Resultados de los Métodos de Predicción en comparación con la Producción real del pozo ANC1260.....	29
Figura 15. Predicción de la producción del pozo ANC1260.....	30

INDICE DE ANEXOS

Anexo 1. Datos de Producción Promedio Diario y Acumulado de Petróleo del Pozo ANC1260....	34
Anexo 2. Datos de Producción Promedio Diario y Acumulado de Petróleo del Pozo ANC1270....	36
Anexo 3. Comparación de los dos modelos de predicción del pozo ANC1260.....	38
Anexo 4. Comparación de los dos modelos de predicción del pozo ANC1270.....	39
Anexo 5. Resultado del Pronóstico del Modelo de Arps tradicional y modificado para el Pozo ANC1260.	40
Anexo 6. Resultado del Pronóstico del Modelo de Arps tradicional y modificado para el Pozo ANC1270.	44

INTRODUCCIÓN

La disminución de la producción de petróleo en todo campo petrolero es inevitable, esto debido principalmente a la disminución de la presión por la extracción del petróleo y al tiempo de producción; por lo que el conocer la tendencia de esta disminución toma valor para la toma de decisiones con respecto al desarrollo del campo. Existen diversos métodos que estiman la tasa de declinación utilizando información de producción significativa en cuanto a cantidad y calidad para obtener resultados más confiables. La implementación de estas herramientas de análisis nos permite estimar la tasa de declinación anual o mensual, pronosticar las reservas remanentes, planificar proyectos a mediano y largo plazo para incrementar las reservas recuperadas, entre otras cosas; lo que nos permite tomar mejores decisiones para el buen gerenciamiento del pozo, yacimiento o campo.

El análisis más aceptado en la industria es la presentada por Arps en 1945 debido a su simplicidad, pronóstico más acertado y aplicación para estimar tanto la producción de petróleo como de gas de pozos, grupos de pozos o del yacimiento. Sin embargo, al ser de naturaleza empírica y sin base en principios físicos del yacimiento que influyan en la disminución de la producción, se han desarrollado varios estudios para introducir las variables influyentes a la ecuación de Arps, como la presentada por Keshinro y otros autores, donde se considera los parámetros del yacimiento (roca y fluido) para estimar con mayor grado de certidumbre la producción de petróleo.

Por lo descrito anteriormente, el objetivo de este estudio es analizar la declinación de producción mediante el método empírico de Arps y el método modificado de Arps que considera las propiedades del fluido y roca del yacimiento, a fin de determinar el método que más se ajuste a la realidad de la producción del pozo y estimar la tasa de declinación.

Para esto se seleccionaron 2 pozos del Campo Gustavo Galindo, ANC1260 y ANC1270; al tener datos de un estudio previo en la obtención de parámetros de yacimientos (Balseca, 2019), además de contar con los datos de producción de los pozos desde su fecha inicial de producción hasta la actualidad, haciendo factible la aplicación del modelo modificado. Los parámetros de yacimiento establecidos en el estudio previo pertenecen a la formación Santo Tomas, única formación abierta a la producción de estos pozos.

CAPITULO I

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Formulación del Problema

El método mayormente empleado en la industria de petróleo para el pronóstico de la producción de los pozos/yacimiento es el desarrollado por Arps en 1944, estas modelos matemáticos-empíricos nos permiten analizar la declinación de producción y estimar la tasa de declinación constante, sin embargo, debe ser calibrado constantemente para ajustar la declinación en concordancia con el historial de producción real para así poder reducir el margen de desviación en la predicción. Esto implica a que los modelos utilizados para la predicción (exponencial, armónico e hiperbólica) sean dependientes de una solo variable, a la tasa de declinación constante (D_i), sin considerar las demás variables que afectan a la disminución de la producción relacionadas con las propiedades del yacimiento; conllevando en muchos casos a sobreestimar o subestimar los cálculos para la estimación de las reservas remanentes.

Con el fin de lograr un mejor pronóstico de la producción se aplicará el método propuesto por (Keshinro et al., 2018) el cual integra las propiedades del yacimiento en las ecuaciones de Arps, reemplazando la tasa de declinación constante por las propiedades de los fluidos y la roca del yacimiento; estas nuevas variables integradas a la ecuación modificada de Arps son: porosidad, permeabilidad, área de drenaje, espesor neto, densidad del fluido, viscosidad, factor volumétrico, daño de formación.

1.2 Justificación

Los diferentes métodos para analizar la declinación de producción se basan en expresar una función matemática que se ajuste a la tendencia de la declinación de producción para pronosticar su producción futura, la mayormente utilizada en la industria para este fin es la propuesta por Arps, sin embargo, este método empírico carece de fundamentos teóricos que influyen en la disminución de la producción por lo que todos los esfuerzos se centran en aplicar un nuevo método que introduzca estas bases teóricas fundamentales a los modelos de Arps, es decir los parámetros de yacimientos y del fluido; la aplicación de este método nos permitirá proyectar mejores resultados dándole un mayor impacto predictivo para la estimación de la producción.

Un pronóstico más acertado nos permitirá planificar a tiempo la intervención en los pozos que produzcan muy por debajo de lo esperado, reduciendo en lo posible las mermas de producción y una estimación más acertada en la determinación de reservas remanentes.

1.3 Antecedentes

Estudios como el realizado por (Zabala, 2012), muestran que tener un análisis exhaustivo de la declinación de la producción presenta ventajas a la hora de plantear alternativas a tiempo para controlar este porcentaje de declinación de la producción para crudos pesados, además estableció relaciones entre dicho porcentaje y las características del yacimiento llegando a la conclusión que los factores más predominantes para este tipo de yacimiento que influyen en la declinación es el ambiente deposicional, el espesor de la arena de pago y la viscosidad del fluido.

Así mismo (Moreno, 2019), en su estudio para la estimación de producción en yacimientos convencional y no convencional aplicando los modelos de Arps, es fundamental establecer los coeficientes de ajuste para la determinación del mejor tipo de curva para cada pozo, sin embargo concluyó en su estudio que sus resultados presentan subestimaciones al no implementar la física del yacimiento para obtener una mayor certidumbre en los resultados de la predicción de la producción.

Los modelos modernos que integran la física del yacimiento, fueron desarrollados y publicados por (Keshinro et al., 2018), en el que se aplicó dichos modelos en pozos de gas considerando las propiedades petrofísicas promedio del yacimiento, y en el que es necesario ajustar estas propiedades mediante una variable denominada constante de proporcionalidad; en sus resultados determinaron que estos modelos tienen un pronóstico más cercano y ajustado a los datos de producción.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Aplicar las curvas de declinación de producción de Arps y Arps Modificado a partir de los datos de producción y yacimiento en dos pozos del Campo Gustavo Galindo para estimar las tasas de declinación de producción.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Recopilar información del histórico de producción y datos de yacimientos de los pozos en estudio.
- Generar las curvas de declinación de producción de los dos pozos seleccionados.
- Determinar el mejor ajuste en las curvas de declinación de producción para la estimación de la tasa de declinación.
- Comparar los resultados de las curvas de declinación de producción generados de los modelos de Arps y Arps Modificado.

CAPITULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Descripción General del Campo Ancón

La historia petrolera del Ecuador data desde principios del siglo XX, con la perforación del pozo Ancón 1, el cual se perforó en el año 1911 alcanzando una profundidad de 2174 ft y produciendo un crudo de 32 °API, a cargo de la empresa Ancon Oil Company of Ecuador Limited de origen inglés. Pero no fue hasta el año 1925 en el que inicio la producción petrolera a mayor escala, a mano de la compañía Anglo Ecuadorian Oilfield Ltd. con una producción inicial de 1226 BPPD aproximadamente.

A lo largo de la vida productiva del campo, diversas empresas han adquirido y operado el bloque, administrando los pozos en varias secciones, razón por la cual actualmente se encuentra dividido en 16 secciones las cuales fueron agrupadas por zonas (Norte, Central y Sur).

2.1.1 Ubicación del Campo

El Campo Ancón también denominado Bloque Gustavo Galindo Velasco se encuentra situado en la provincia de Santa Elena, a 120 km al oeste de la ciudad de Guayaquil; comprende un área de concesión de 1200 km², de las cuales 516 km² (43%) son áreas offshore

y 684 km² (57%) son áreas onshore. Solo el 7% del total del área se encuentra en explotación (80.2 km²).

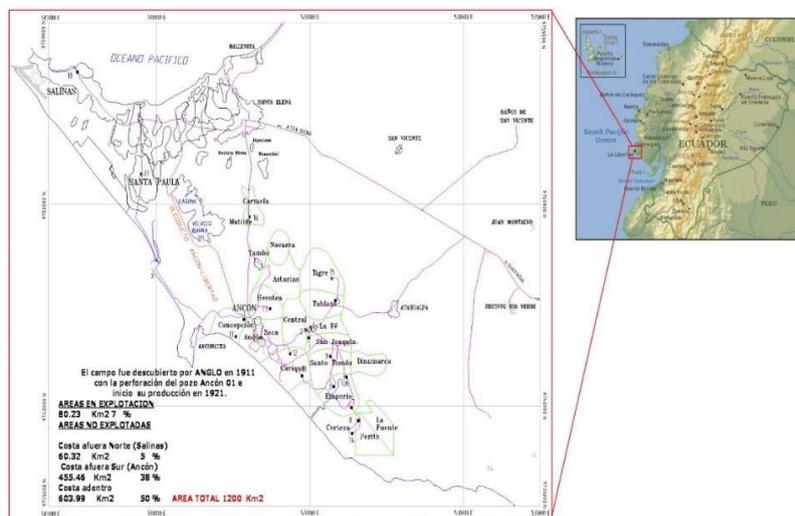


Figura 1. Mapa de Ubicación del Campo Ancón.
Fuente: Asociación SMC Ecuador Inc. - Pacifpetrol, 2016

Hasta la actualidad registran 2884 pozos perforados, y tan solo 1400 pozos aproximadamente se encuentran en producción, la calidad del petróleo promedio producido es de 35.5 °API con un 21% de corte de agua (Victor et al., 2019) . La producción de petróleo hasta el año 2019 fue de 989 BPPD promedio, según reportes de la (AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL HIDROCARBURÍFERO, 2019).

2.1.2 Formaciones Productoras

El mayor aporte de la producción de petróleo proviene de las formaciones de edad terciaria y se caracterizan por proceder de un ambiente deposicional marino. En la Figura 2 se muestra la litología de las formaciones productoras del Campo Ancón ordenadas según su localización en la columna estratigráfica:

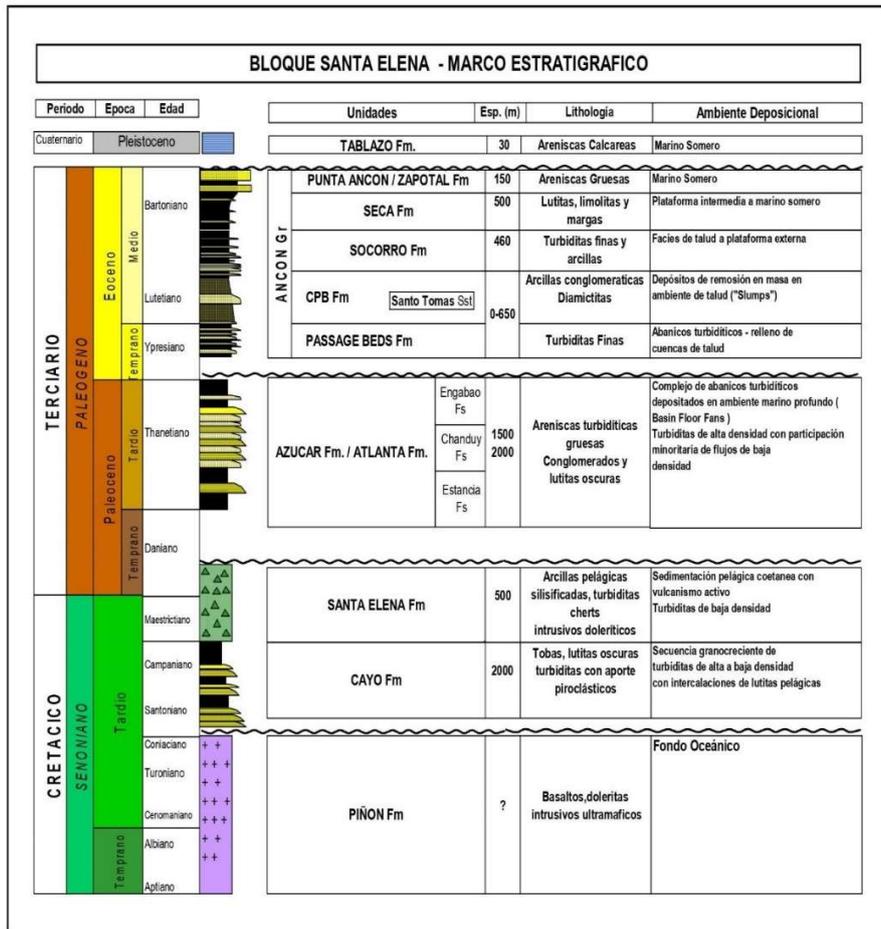


Figura 2. Columna Estratigráfica del Campo Anc3n.

Fuente: Asociaci3n SMC Ecuador Inc. - Pacifpetrol, 2016

2.1.3 Propiedades de la Roca y Fluidos

Las propiedades promedio medidas de las formaciones productoras se presentan en la Tabla 1, las cuales nos permiten describir cualitativamente al Campo Gustavo Galindo, teniendo porosidades y permeabilidades entre bajas a intermedias, en su mayoría bajas; sin embargo, estos yacimientos contienen un crudo de 35.5 °API promedio considerándose petr3leo liviano, raz3n por la cual resulta econ3micamente atractivo producirlo por su facilidad de extracci3n, transporte y refinaci3n.

Tabla 1. Propiedades de la Roca y Fluidos del Campo Ancón.

Yacimiento	Porosidad (%)	Permeabilidad (md)	Sw (%)	Volumen de roca (Acre/ft)	°Api	Bo (By/Bn)
Socorro	25	82	45	267.808	36.80	1.200
Clay Pebble Beds	10	55	50	72.808	39.00	1.200
Santo Tomas	11	6	64	521.001	38.80	1.200
Passage Beds	7.5	5	64	480.034	39.00	1.200
Atlanta	10	3	64	3963.844	40.00	1.200
Santa Elena	11	7.7	60	220.36	33.60	1.200

Fuente: Asociación SMC Ecuador Inc. - Pacifpetrol, 2016

La porosidad de la formación Santo Tomas es de calidad intermedia (entre 10 al 20%).

2.1.4 Reservas del Campo Ancón

Las reservas estimadas para cada formación productora se presentan en la Tabla 2, así como el factor de recobro correspondiente de cada uno. Podemos determinar que la formación más representativa del Campo es la formación Atlanta.

Tabla 2. Reservas de los Yacimientos del Campo Ancón.

Yacimiento	POES (MMBls)	Factor de Recobro (%)	Reservas Totales (MMBls)
Socorro	238.1	13	31.47
Clay Pebble Beds	23.3	10	2.33
Santo Tomas	133.4	9	12.17
Passage Beds	83.8	3	2.42
Atlanta	922.5	8	73.53
Santa Elena	62.7	10	6.43

Fuente: Ralph E. Davis Association (RED), 2009

2.2 Modelos de Declinación de Producción

2.2.1 Modelos de Arps

Arps desarrolló en 1945 modelos matemáticos empíricos que relacionan la tasa de producción, el tiempo, la producción acumulada y el porcentaje de declinación, permitiendo simplificar el proceso de extrapolación de los datos para la predicción a futuro, se basa

prácticamente en la forma como la tasa de declinación varía con el tiempo (Paris de Ferrer, 2009). Estos modelos asumen ciertas condiciones para su aplicación:

- El comportamiento de flujo se encuentra dominado por las condiciones de frontera (flujo estacionario).
- El área de drenaje se mantiene constante.
- El daño de formación y permeabilidad del pozo en estudio se mantiene constante
- La presión de fondo se mantiene con el tiempo.

En su estudio Arps encontró que de los datos de producción analizados sobresalían 3 tipos más comunes de curvas de declinación, las cuales son exponencial, hiperbólico y armónico. Su elección va a depender de la constante empírica n o también encontrada como b , (Figura 3).

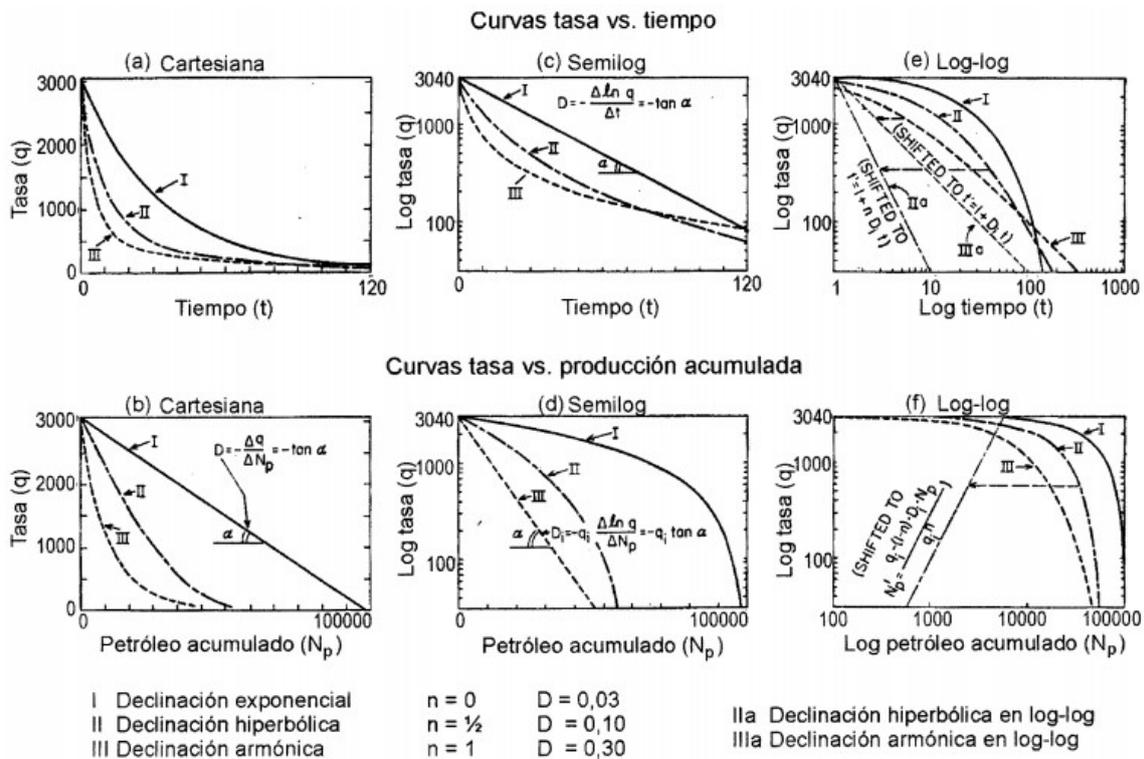


Figura 3. Representación de las Curvas de declinación.
Fuente: (Paris de Ferrer, 2009)

El nivel de confianza de los resultados dependerá la calidad y cantidad de datos de producción disponible, teniendo como regla general para el pronóstico un requerimiento mínimo de datos de producción no menor a dos años. Cabe mencionar que para estos modelos el rango de predicción estará condicionado por la misma cantidad de datos proporcionados y extenderse más allá de la cantidad conllevaría a estimaciones erróneas.

Modelo exponencial de Arps

Este modelo presenta un diferencial de declinación constante a través del tiempo, lo que se traduce a que la disminución de la producción en función del tiempo es una fracción constante de la tasa de producción (Paris de Ferrer, 2009), es decir $D = D_i = \text{constante}$ y el exponente de declinación $n = 0$. Al resolver la ecuación diferencial tenemos como resultado:

Ecuación 1

$$q_t = q_i e^{-D_i t}$$

Donde:

q_t = Caudal en función del tiempo t, bppd.

q_i = Caudal inicial, bppd.

D_i = Tasa de declinación inicial, %/anual o %/mensual.

t = tiempo de producción, años o meses.

Este modelo se considera el de más fácil aplicación y a la vez el mayormente utilizado, por lo general para yacimientos en los que el mecanismo de producción es por empuje de gas en solución o expansión de roca y fluidos (Lozada, 2017).

Modelo hiperbólico de Arps

Este modelo se caracteriza porque la declinación de producción en función del tiempo como una fracción de la tasa de producción es proporcional a una fracción de la potencia de la tasa de producción (Paris de Ferrer, 2009), la potencia n está entre: $0 < n < 1$

Ecuación 2

$$q_t = q_i (1 + n D_i t)^{-1/n}$$

Donde:

q_t = Caudal en función del tiempo t, bppd.

q_i = Caudal inicial, bppd.

D_i = Tasa de declinación inicial, %/anual o %/mensual.

t = tiempo de producción, años o meses.

n = exponente de declinación, adimensional.

Para la extrapolación de la curva de declinación se aplica la regla de los tres puntos, consistiendo en seleccionar tres puntos de tasas de producción equidistantes de la curva.

Este modelo es aplicado mayormente en yacimiento que tiene como mecanismo de producción la segregación gravitacional.

Modelo armónico de Arps

Se caracteriza porque la declinación de producción en función del tiempo expresado como una fracción de la tasa de producción es directamente proporcional a la tasa de producción; el exponente de declinación $n = 1$.

Ecuación 3
$$q_t = q_i(1 + nD_i t)^{-1}$$

Donde:

q_t = Caudal en función del tiempo t , bppd.

q_i = Caudal inicial, bppd.

D_i = Tasa de declinación inicial, %/anual o %/mensual.

t = tiempo de producción, años o meses.

n = exponente de declinación, adimensional.

Este modelo es aplicado mayormente en yacimiento que tiene como mecanismo de producción la segregación gravitacional, pero a diferencia del hiperbólico, se aplica para petróleos viscosos.

La aplicación de las curvas armónicas e hiperbólica no puede ser la adecuada para su uso en pozos con etapa de producción temprana debido ya que “ n ” no puede ser identificada con claridad.

2.2.2 Modelo modificado de Arps

Los modelos presentados a continuación, fueron desarrollados por (Keshinro et al., 2018), en el paper SPE-193419-MS publicado en el repositorio de OnePetro. Los autores desarrollaron un modelo que expresa la tasa de declinación inicial (D_i) como una función de las propiedades de la roca y fluidos del yacimiento utilizando análisis dimensional, integrando así el factor de daño y área de drenaje.

Modelo exponencial modificado

Cuando $n = 0$, tenemos:

$$\text{Ecuación 4} \quad q_t = q_i e^{\left| -a \frac{\rho}{\mu k} \left\{ 141.2 \frac{q_B}{h} \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{10.06A}{C_A r_w^2} \right) - 0.75 + S \right] \right\}^2 \right| t}$$

Modelo hiperbólico modificado

Cuando $0 < n < 1$, tenemos:

$$\text{Ecuación 5} \quad q_t = q_i \left(1 + a \frac{nt\rho}{\mu k} \left\{ 141.2 \frac{q_B}{h} \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{10.06A}{C_A r_w^2} \right) - 0.75 + S \right] \right\}^2 \right)^{-1/n}$$

Modelo armónico modificado

Cuando $n=1$, tenemos:

$$\text{Ecuación 6} \quad q_t = q_i \left(1 + a \frac{nt\rho}{\mu k} \left\{ 141.2 \frac{q_B}{h} \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{10.06A}{C_A r_w^2} \right) - 0.75 + S \right] \right\}^2 \right)^{-1}$$

Donde:

q_t = Caudal en función del tiempo t

q_i = Caudal inicial

a = Constante de proporcionalidad

n = Exponente de declinación

t = tiempo de producción

ρ = Densidad

μ = viscosidad

k = permeabilidad

B = factor volumétrico

h = Espesor neto de hidrocarburos

A = Área de drenaje

C_A = Factor de forma

r_w = Radio del pozo

S = Daño de formación

La constante de proporcionalidad “a” utilizada en estos modelos nos permite calibrar la ecuación para lograr el mejor ajuste de los parámetros introducidos en la ecuación, presentando una mayor flexibilidad de ajuste. Cabe indicar que para la aplicación de estos modelos es necesario contar con los datos actualizados de las propiedades del fluido y roca del yacimiento.

2.3 Método de la Curva-Tipo

Otro método empleado para el análisis de curva de declinación es el de curvas-tipo, el cual fue desarrollado por Fetkovich en el año 1980, consistiendo en representar mediante una gráfica, la tasa de producción normalizada (q/q_i) versus la tasa de declinación por tiempo ($D_i t$) para varios tiempos adimensionales, al aplicar la siguiente fórmula:

Ecuación 7

$$\frac{q}{q_i} = \frac{1}{(1+nD_i t)^{1/n}}$$

Sus resultados se grafican en hoja log-log, las cuales deben sobreponer sus valores en las líneas de curvas-tipo para que coincida con alguna de ellas y así poder obtener el valor óptimo de n (tiempo adimensional), es decir el valor que muestre una mejor aproximación con el desarrollado. Por último, se comparan los ejes horizontales para obtener el valor óptimo de la tasa de declinación (D_i). Cabe resaltar que este análisis es válido para tiempos adimensionales mayores a 0.1.

CAPITULO III

3. METODOLOGÍA

3.1 Procedimiento para el Análisis de la Declinación de la Producción

El procedimiento que se aplicó para el desarrollo de este trabajo práctico, consistió en primero seleccionar cuales pozos del Campo Gustavo Galindo cuentan con datos de parámetros de yacimiento obtenidos en épocas recientes, seleccionando así al pozo ANC1260 y ANC1270 en las que se realizaron pruebas de restauración de presión, con el fin de poder aplicar el modelo modificado de Arps; luego de esto, se procedió a recolectar información de los trabajos de reacondicionamiento realizados en los pozos y el histórico de producción de petróleo de cada uno, para seleccionar el intervalo estable de producción que será tomado como base para el pronóstico de producción.

Se utilizó el software OFM para determinar el tipo de curva que mejor se ajuste al historial de producción y realizar el análisis por el método de Arps tradicional, obteniendo así los resultados del pronóstico, luego con la herramienta de Excel se realizó los cálculos aplicados para el método modificado de Arps, integrando los parámetros de yacimiento previamente establecidos y ajustando el modelo por medio de la constante de proporcionalidad que calibra los parámetros de yacimiento, empleando el modelo exponencial para la comparación de ambos métodos y así poder obtener el porcentaje de desviación de cada uno. Generando las curvas correspondientes de cada método para su posterior análisis, el cual se describe en los siguientes apartados.

3.2 Descripción de los Pozos

Para este trabajo práctico se utilizó los datos de dos pozos que cuentan con datos de parámetros de yacimientos obtenidos de una prueba de restauración de presión en el Campo Gustavo Galindo, estos dos pozos descritos a continuación (ANC1260 y ANC1270) presentaron un análisis claro al llegar a una estabilización de la presión donde se pudo obtener dichos parámetros (Balseca, 2019). Ambos pozos producen solo de la formación Santo Tomas.

3.2.1 Pozo ANC1260

El pozo ANC1260 se localiza en la zona Sur – Sección 68 del bloque Gustavo Galindo, de coordenadas x: 522521 y: 9741874; fue perforado el 16 de octubre de 1958 llegando a una profundidad total de 4006 ft y puesto en producción el 29 de noviembre de 1958.

Actualmente es intervenido mediante Swab, por lo que su intervención periódica es cada 6 días teniendo un potencial de 6 barriles de petróleo, promediando una producción de 1 BPPD. En la Figura 4 se observa el histórico de producción donde en los últimos años se ha mantenido la producción estable a +/- 1 BPPD, su máxima producción fue de 27 BPPD



Figura 4. Historial de Producción Mensual Promedio del pozo ANC1260.

Fuente: Pacifpetrol - Software OFM.

Hasta el año 2019 se obtuvo una producción acumulada de 43.6 Mbbls, tal como se muestra en la Figura 5.

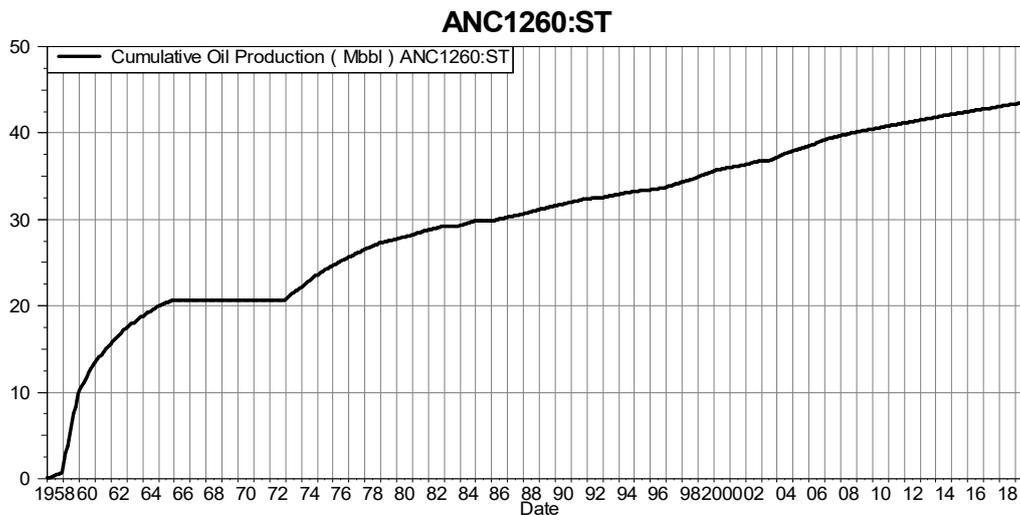


Figura 5. Historial de Producción Acumulada del pozo ANC1260.

Fuente: Pacifpetrol - Software OFM.

Las propiedades obtenidas en la prueba de restauración de presión se presentan en la Tabla 3, teniendo un factor de daño negativo, lo cual indica que el pozo fue estimulado, lo que se constató con el wellfile que en años anteriores se habría realizado trabajos de fracturamiento hidráulico en el pozo.

Tabla 3. Propiedades del Yacimiento y Fluido del Pozo ANC1260.

PROPIEDADES DEL YACIMIENTO	
Densidad (lb/ft ³)	51.066
Viscosidad (cp)	1.386
Permeabilidad (md)	6000
Factor Volumétrico de Formación (Bbl/Stb)	1.14
Espesor neto de la Formación (ft)	121
Área de Drenaje (acres)	1.946
Radio del Pozo (ft)	0.354
Daño de Formación	-3.35615
Factor de Forma	31.62

Fuente: Balseca, 2019.

3.2.2 Pozo ANC1270

El pozo ANC1270 también se localiza en la zona Sur – Sección 68 del bloque Gustavo Galindo, de coordenadas x: 522879 y: 9742055; fue perforado el 15 de junio de 1959 llegando a una profundidad total perforado de 3740 ft y puesto en producción el 17 de julio de 1959.

Este pozo presenta similitud con el pozo ANC1260, ya que actualmente es intervenido mediante Swab, y también su intervención es cada 6 días teniendo un potencial de 6 barriles de petróleo, promediando una producción de 1 BPPD. En la Figura 6 podemos observar el histórico de producción donde denota que su máxima producción fue de aproximadamente 12 BPPD.



Figura 6. Historial de Producción Mensual Promedio del pozo ANC1270.

Fuente: Pacifpetrol - Software OFM.

En la Figura 7 observamos que la producción acumulada total hasta el año 2019 fue de 56.7 Mbbls.

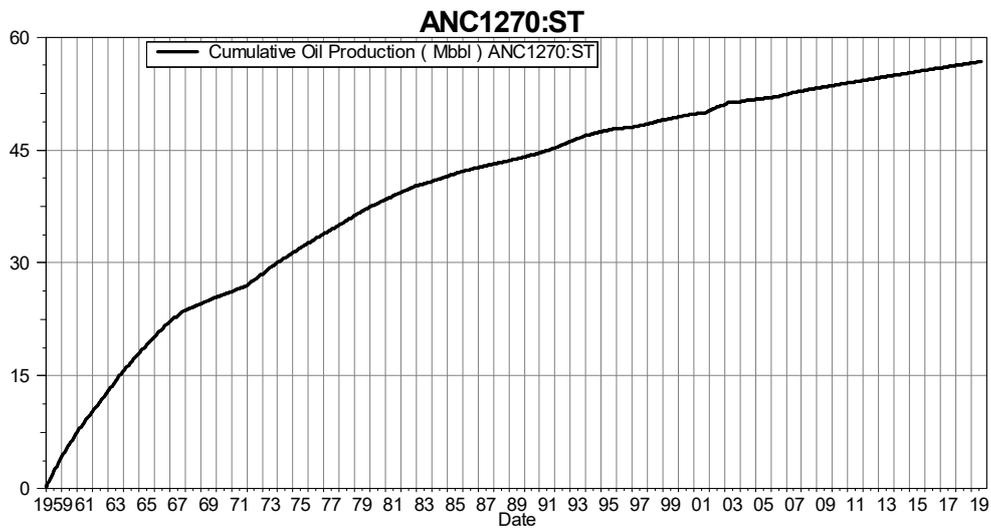


Figura 7. Historial de Producción Acumulada del pozo ANC1270.

Fuente: Pacifpetrol - Software OFM.

Las propiedades del yacimiento mostradas en la Tabla 4 para el Pozo ANC1270 muestran un factor de daño negativo esto debido a los múltiples trabajos de fracturamiento realizados a lo largo de la vida productiva del pozo.

Tabla 4. Propiedades del Yacimiento y Fluido del Pozo ANC1270.

PROPIEDADES DEL YACIMIENTO	
Densidad (lb/ft ³)	51.933
Viscosidad (cp)	1.839
Permeabilidad (md)	6000
Factor Volumétrico de Formación (Bbl/Stb)	1.14
Espesor neto de la Formación (ft)	284
Área de Drenaje (acres)	1.081
Radio del Pozo (ft)	0.318
Daño de Formación	-2.95991
Factor de Forma	31.62

Fuente: Balseca, 2019.

Ambos pozos muestran buenas características de densidad y viscosidad del fluido, al ser este un petróleo ligero; así como buena permeabilidad y espesor considerable (>100 ft).

Los datos del histórico de producción promedio del pozo ANC1260 y ANC1270 se presentan en el Anexo 1 y Anexo 2 respectivamente.

3.3 Selección del intervalo de tiempo de producción

Este procedimiento consiste en seleccionar el intervalo de tiempo donde no se evidencia problemas mayores con la disminución de la producción, como por ejemplo trabajos de reacondicionamiento: fracturamiento hidráulico, acidificación matricial.

En la revisión de los wellfile se constató que los únicos trabajos mayores de reacondicionamiento realizados en los pozos en estudio fueron cañoneo y sand-frac al poco tiempo de haber terminado la perforación, también se realizaron trabajos menores para el mantenimiento del pozo como reemplazo de tubería y hermetización del cabezal.

Para el ANC1270, el diferencial de producción en toda el histórico de producción no supera los 10 bppd, por lo que todos los datos son considerados válidos para el análisis. Sin embargo, se evidencia un comportamiento estable de la producción (Figura 8) que representaría la declinación natural del yacimiento a partir del año 2006, por lo que se seleccionó este intervalo para el análisis de la declinación.

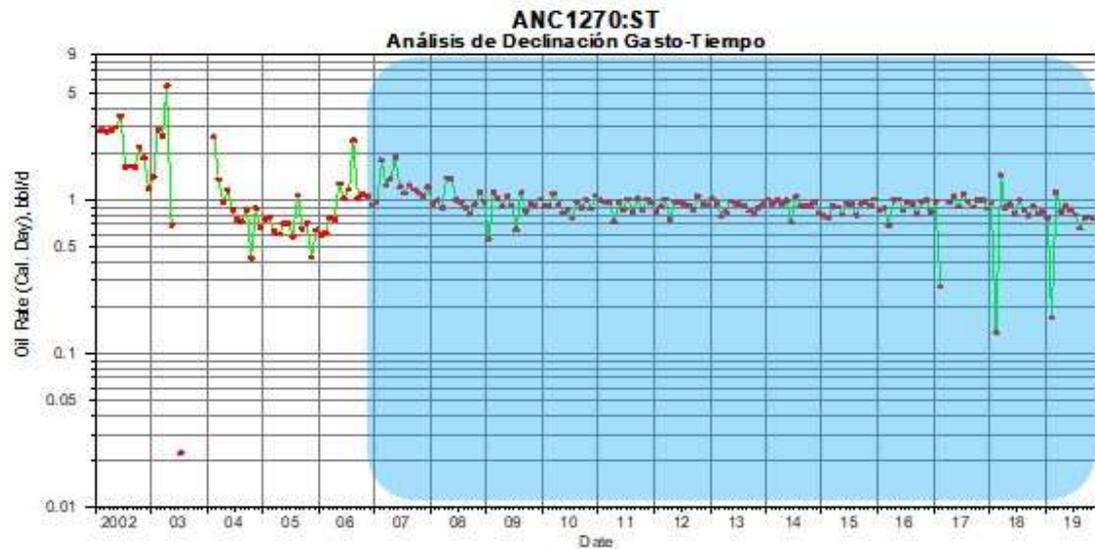


Figura 8. Selección del Intervalo estable de la producción del Pozo ANC1270.

Elaborado por: Carlos Tomalá – Software OFM

En la Figura 9 se muestra que la producción estabilizada del pozo ANC1260 comienza a partir del año 2007, donde se evidencia el comportamiento declinatorio estable de la formación productora, por lo cual se seleccionará este intervalo para la estimación de la producción.

Los picos de baja producción que se evidencia en la figura son debido a las mermas de producción causadas en épocas de invierno donde no es posible el ingreso de las unidades de Swab para la extracción de la producción.

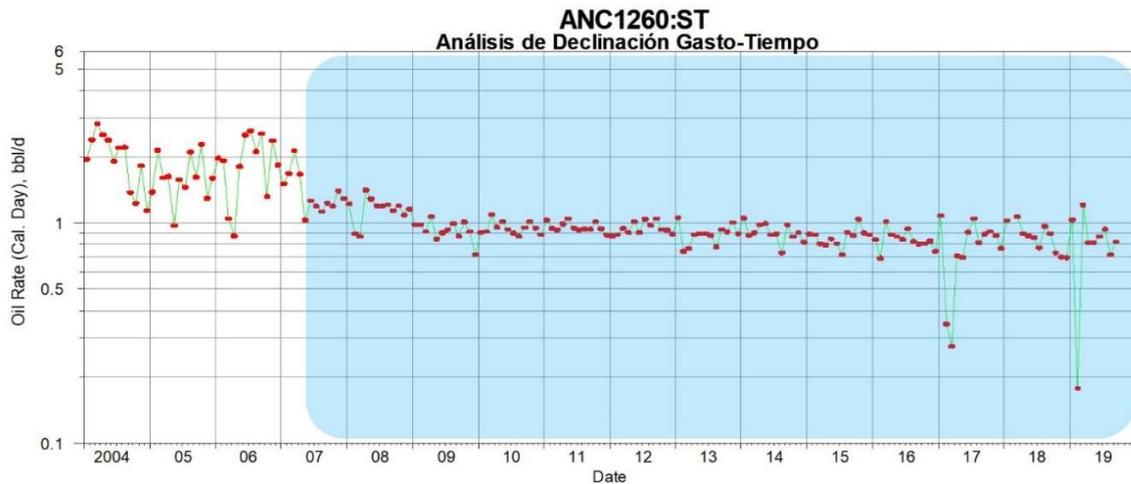


Figura 9. Selección del Intervalo estable de la producción del Pozo ANC1260.

Elaborado por: Carlos Tomalá – Software OFM

En el capítulo IV se describirá el desarrollo y los resultados obtenidos al aplicar estos dos modelos para la predicción de la producción, una vez preestablecido el intervalo a analizar.

CAPITULO IV

4. ANÁLISIS DE DECLINACIÓN

4.1 Método de Arps

El modelo que mejor representa la tendencia de la forma de disminución de la producción es la exponencial, además obtenemos valores muy conservadores de la declinación que no sobreestiman su producción. A continuación, se detalla el proceso de la aplicación del modelo de Arps para estimar la producción en 10 años, es decir hasta el año 2030 realizando la iteración de manera mensual para los pozos ANC1270 y ANC1260.

4.1.1 Desarrollo del Método de Arps para el pozo ANC1270

El caudal inicial que se aplica en la fórmula es la última producción marcada como inicio de la predicción, en este caso de fecha como indica la tabla 5, para poder comparar los resultados de los métodos con la producción registrada hasta el año 2019.

Tabla 5. Datos iniciales para el pronóstico del Pozo ANC1270.

Fecha de Inicio	Qi (bbl/d)
01/01/2018	0.8815

Para nuestro caso de estudio se optó por el mejor ajuste con la ayuda de la herramienta computacional OFM, la cual permitió establecer los coeficientes de la formula general siguiente:

De la Ecuación 1

$$q_t = q_i e^{-D_i t}$$

$$q_t = (0.881529)e^{-(0.00165458)*t}$$

Así, por ejemplo, para los primeros tiempos tenemos:

$$q_1 = (0.881529)e^{-(0.00165458)*1} = 0.8800716$$

$$q_2 = (0.881529)e^{-(0.00165458)*2} = 0.8786167$$

$$q_3 = (0.881529)e^{-(0.00165458)*3} = 0.8771642$$

Así sucesivamente se realiza el procedimiento hasta llegar al periodo correspondiente al año 2030, teniendo como resultado la Figura 10 que representa la estimación de la producción.

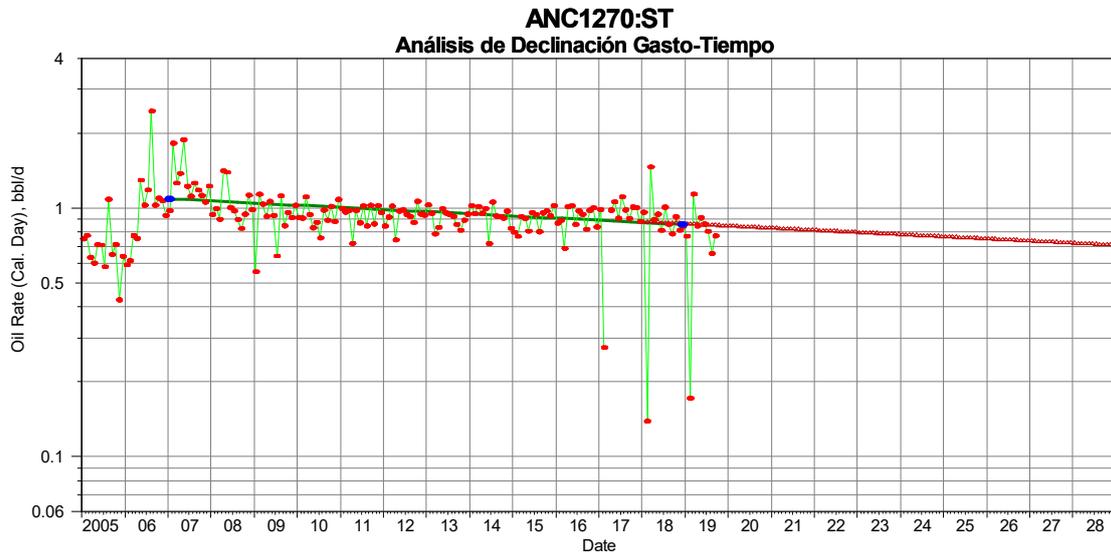


Figura 10. Resultado de la Estimación de Producción del Pozo ANC1270 hasta el año 2030.

Elaborado por: Carlos Tomalá – Software OFM

Como resultado tenemos que la tasa de declinación del pozo es de 0.01966 % anual, a un caudal al tiempo final de 0.681 bbl/d y de reservas recuperadas de 3.689 Mbbls de petróleo teniendo un total de producción acumulada de 56.73 Mbbls hasta la fecha de finalización del pronóstico.

4.1.2 Desarrollo del Método de Arps para el pozo ANC1260

Del análisis de la gráfica de producción se puede concluir que la tendencia de los datos es exponencial, por lo que determinamos los valores de las variables para su solución. Al igual que el pozo ANC1270, establecemos los parámetros de entrada, fecha inicial correspondiente al inicio del año 2018 para poder comparar el método más próximo al real, por lo que se utilizó el caudal inicial descrito en la tabla siguiente:

Tabla 6. Datos iniciales para el pronóstico del Pozo ANC1260.

Fecha de Inicio	Qi (bbl/d)
1/1/2018	0.769158

Quedando establecida la fórmula de la siguiente manera:

De la Ecuación 1

$$q_t = q_i e^{-D_i t}$$

$$q_t = (0.769158)e^{-(0.00164342)t}$$

A continuación, se muestra las tres primeras iteraciones del método de Arps:

$$q_1 = (0.769158)e^{-(0.00164342)*1} = 0.767895$$

$$q_2 = (0.769158)e^{-(0.00164342)*2} = 0.766634$$

$$q_3 = (0.769158)e^{-(0.00164342)*3} = 0.765375$$

Con el software OFM determinamos el mejor ajuste para el análisis de la curva tipo exponencial, tal como se visualiza en la Figura 11, teniendo como resultado una tasa de declinación de 0.0195279 % anual, un caudal al final del pronóstico de 0.60707 bbl/d, reservas recuperadas hasta el año 2030 de 43.573 Mbbl dando una producción total acumulada de 46.0926 Mbbl.

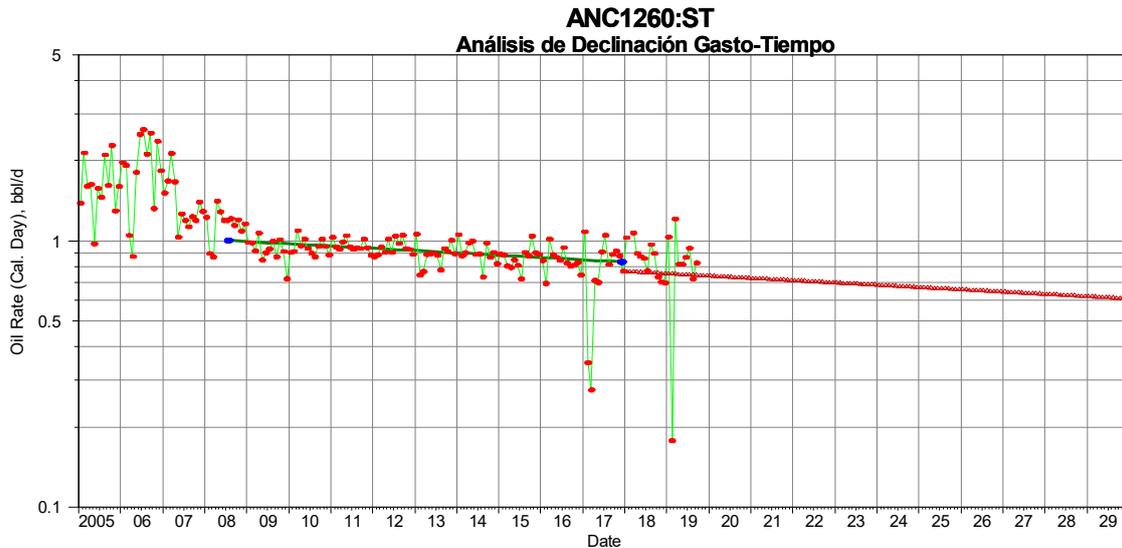


Figura 11. Resultado de la Estimación de Producción del Pozo ANC1270 hasta el año 2030.

Elaborado por: Carlos Tomalá – Software OFM.

4.2 Método de Arps Modificado

4.2.1 Desarrollo del Método de Arps Modificado para el Pozo ANC1270

Para el desarrollo de este método se utilizó los parámetros del yacimiento y fluido que integran la formula modificada de Arps, las cuales fueron descritas en el capítulo anterior (Tabla 4). Del mismo modo, se empleó el tipo de ajuste exponencial para poder comparar su efectividad en el pronóstico de la producción. Reemplazando los datos tenemos la siguiente formula general:

$$q_t = q_i e^{\left| -a \frac{\rho}{\mu k} \left\{ 141.2 \frac{q_B}{h} \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{10.06 A}{C_A r_w^2} \right) - 0.75 + S \right] \right\}^2 \right| t}$$

De la Ecuación 4

$$q_t = (0.88153) e^{\left| -\frac{51.933}{1.839 * 6000} \left\{ 141.2 \frac{0.88153 * 1.14}{284} \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{10.06 * 47088.36}{31.62 * (0.318)^2} \right) - 0.75 + (-2.95991) \right] \right\}^2 \right| t}$$

Se destaca que la formación abierta a la producción del pozo, tiene un espesor considerable de 284 ft y se encuentra estimulado, con un daño de formación de -2.95, pero como es característico de estos pozos, su producción es relativamente baja, aunque cuenta con buenas propiedades para el flujo de fluido. Así por ejemplo para los primeros intervalos de tiempo tenemos los siguientes resultados:

$$q_1 = (0.88153)e^{\left| \frac{51.933}{1.839*6000} \left\{ 141.2 \frac{0.88153*1.14}{284} \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{10.06*47088.36}{31.62*(0.318)^2} \right) - 0.75 + (-2.95991) \right] \right\}^2 \right|} * 1$$

$$q_1 = 0.87633$$

$$q_2 = (0.88153)e^{\left| \frac{51.933}{1.839*6000} \left\{ 141.2 \frac{0.88153*1.14}{284} \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{10.06*47088.36}{31.62*(0.318)^2} \right) - 0.75 + (-2.95991) \right] \right\}^2 \right|} * 2$$

$$q_2 = 0.871167$$

$$q_3 = (0.88153)e^{\left| \frac{51.933}{1.839*6000} \left\{ 141.2 \frac{0.88153*1.14}{284} \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{10.06*47088.36}{31.62*(0.318)^2} \right) - 0.75 \quad (-2.95991) \right] \right\}^2 \right|} * 3$$

$$q_3 = 0.86603$$

Debido a que esta ecuación no considera una tasa de declinación relacionado a su forma de tendencia, sino a los parámetros de yacimiento y fluido, este solo dependerá principalmente de estas propiedades y del tiempo establecido para el pronóstico.

4.2.2 Desarrollo del Método de Arps Modificado para el Pozo ANC1260

Para su desarrollo se utilizó los datos mostrados en la Tabla 3, en las que se puede describir que, el pozo tiene un daño de formación de -3.35615 es decir que se encuentra estimulado por los trabajos de fracturamiento desarrollados en este pozo, teniendo un espesor de zona de pago de 121 ft y permeabilidad de 6000 md. Reemplazando estos datos tenemos la siguiente formula establecida:

De la Ecuación 4

$$q_t = q_i e^{\left| -a \frac{\rho}{\mu k} \left\{ 141.2 \frac{qB}{h} \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{10.06A}{C_A r_w^2} \right) - 0.75 + S \right] \right\}^2 \right|} t$$

$$q_t = (0.769158)e^{\left| -a \frac{51.066}{1.386*6000} \left\{ 141.2 \frac{0.769158*1.14}{121} \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{10.06*84767.76}{31.62*(0.354)^2} \right) - 0.75 \quad (-3.35615) \right] \right\}^2 \right|} t$$

A continuación, se muestra las 3 primeras iteraciones del Método Modificado de Arps; resaltando que a diferencia del pozo ANC1270, se varió la constante de proporcionalidad para ajustar lo más posible a la curva de producción original teniendo un valor de 0,1.

$$q_1 = (0.769158)e^{\left| -\left(0.1\right)\frac{51.066}{1.386*6000}\left\{141.2\frac{0.769158*1.14}{121}\left[\frac{1}{2}\ln\left(\frac{10.06*84767.76}{31.62*(0.354)^2}\right)\right]-0.75+(-3.35615)\right\}\right|^2} * 1$$

$$q_1 = 0.767162$$

$$q_2 = (0.769158)e^{\left| -\left(0.1\right)\frac{51.066}{1.386*6000}\left\{141.2\frac{0.769158*1.14}{121}\left[\frac{1}{2}\ln\left(\frac{10.06*84767.76}{31.62*(0.354)^2}\right)\right]-0.75\right\}(-3.35615)\right|^2} * 2$$

$$q_2 = 0.765171$$

$$q_3 = (0.769158)e^{\left| -\left(0.1\right)\frac{51.066}{1.386*6000}\left\{141.2\frac{0.769158*1.14}{121}\left[\frac{1}{2}\ln\left(\frac{10.06*84767.76}{31.62*(0.354)^2}\right)\right]-0.75\right\}(-3.35615)\right|^2} * 3$$

$$q_3 = 0.763186$$

4.3 Resultados

4.3.1 Análisis de Resultados del Pozo ANC1270

Para el análisis se utilizó el intervalo de tiempo 2018-2019, en el cual se cuenta con los datos reales de producción, para comparar la aplicación de los dos métodos, los mismos en los que el inicio de la predicción comenzará a partir de enero del 2018 para poder realizar el respectivo análisis de la eficiencia de cada método.

Al comparar los resultados del Método de Arps y modificado de Arps del tipo de declinación exponencial, podemos determinar que el método modificado de Arps tiene un mejor ajuste cuando se trata de tendencia a la baja llegando incluso a obtener un aproximado del 99% de cercanía al valor real de producción comparando a la última fecha real de producción, sin embargo, no se considera eficiente cuando se tiene inestabilidades de incremento de producción. Por otro lado, el método tradicional de Arps tiene un mayor acercamiento a los picos de aumento de producción, pero no es tan considerable, el modelo modificado de Arps tiene un porcentaje de desviación promedio del 9% mientras que el modelo de Arps tiene una desviación promedio del 11%. La Figura 12 representa el intervalo de tiempo (2018-2019), se utilizaron estos valores para comprobar su eficiencia en comparación a la producción original del pozo.

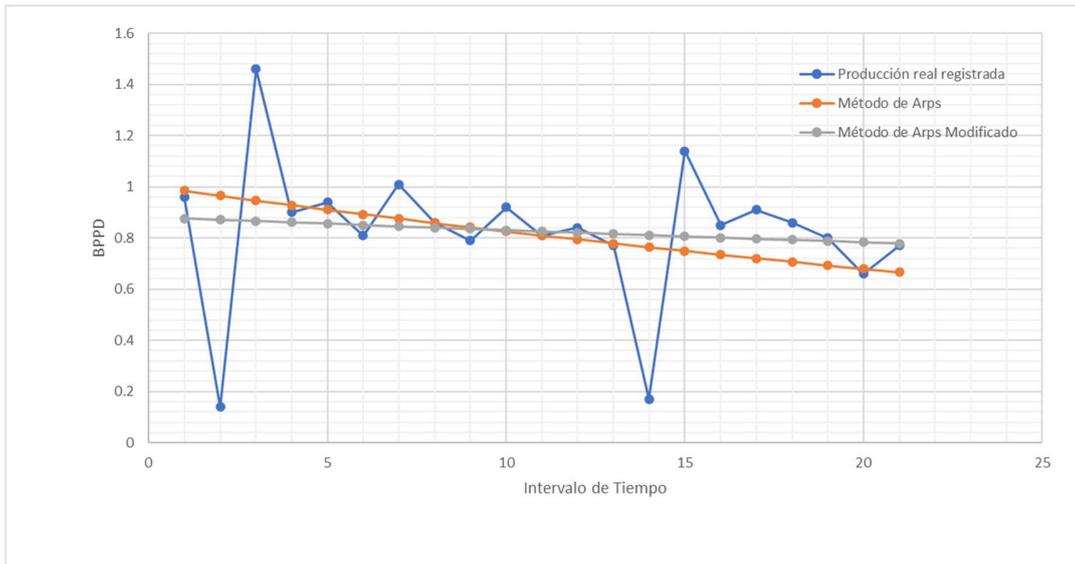


Figura 12. Resultados de los Métodos de Predicción en comparación con la Producción real del pozo ANC1270.

Elaborado por: Carlos Tomalá.

En el Anexo 4 se muestra los tabla de resultados de la aplicación de los métodos comparando con su producción real y obteniendo el porcentaje de desviación en manera mensual desde el 2018 hasta el 2019.

Como resultado final de la predicción de la producción tenemos lo siguiente:

Tabla 7. Comparación de los resultados de los dos métodos aplicados en el Pozo ANC1270.

Fecha Final de Pronóstico	Q final del Método de Arps (bppd)	Q final del Método modificado de Arps (bppd)
31/12/2030	0.6809	0.3505

Bajo el punto de vista de la ingeniería de yacimientos, se busca estimar y optar por el pronostico más conservador, no siempre el que menor producción aporte, sino en terminos que representen una mayor calidad de predicción y valores más ajustados a lo real basandose en los principios fisicos que gobiernen la producción del pozo. Por lo que en base a estos resultados se puede deducir que el método modificado de Arps representa un mayor poder predictivo al comportamiento de produccion del pozo ANC1270.

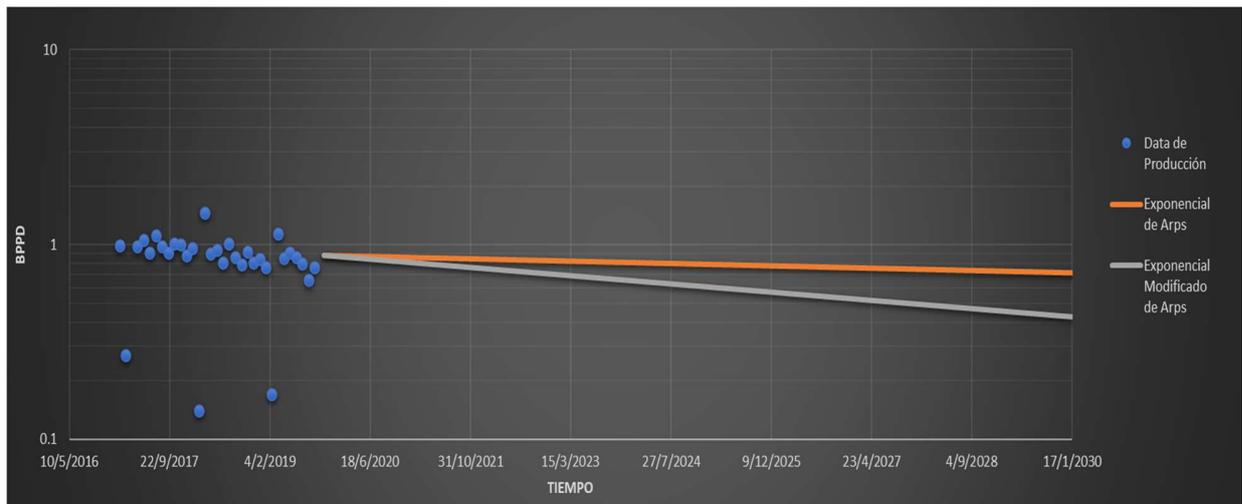


Figura 13. Predicción de la producción del pozo ANC1270.

Elaborado por: Carlos Tomalá – Software OFM.

Los datos obtenidos que se visualizan en la Figura 13 se presentan en la tabla del Anexo 6 tanto el método tradicional de Arps y el método modificado, pronosticado hasta el año 2030.

4.3.2 Análisis de Resultados del Pozo ANC1260

Para este caso, ambos métodos no presentan gran diferencia en los resultados de los 2 primeros años (2018-2019) tal como se observa en la Figura 14. Sin embargo, al mantener el valor de 1 en la constante de proporcionalidad, su tendencia tendría una declinación más considerable pero no necesariamente aproximada a la producción original.

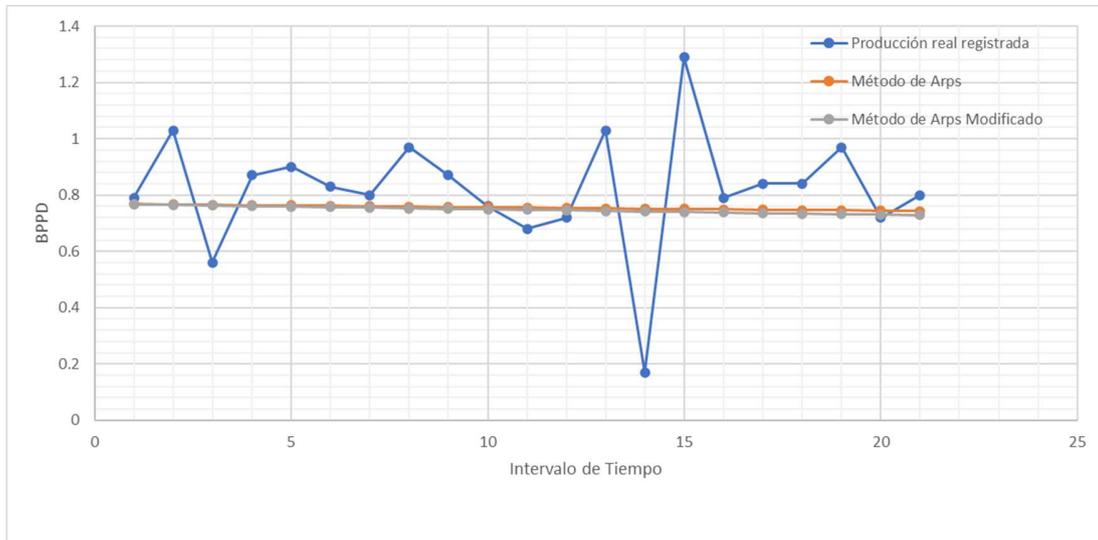


Figura 14. Resultados de los Métodos de Predicción en comparación con la Producción real del pozo ANC1260.

Elaborado por: Carlos Tomalá – Software OFM.

En el Anexo 3 se presenta la tabla de resultados al comparar los dos métodos junto con el porcentaje de desviación de cada uno en manera mensual desde el año 2018 hasta el 2019, en este podemos observar que ambos métodos tienen un porcentaje promedio de desviación del 14%.

Los caudales finales al pronóstico realizado para ambos métodos se presentan en la Tabla 8, mismas que no representan gran diferencia (diferencial de <math><0.1</math> BPPD).

Tabla 8. Comparación de los resultados de los dos métodos aplicados en el Pozo ANC1260.

Fecha Final de Pronóstico	Q final del Método de Arps (bppd)	Q final del Método modificado de Arps (bppd)
31/12/2030	0.60707	0.529081

El pronóstico completo se muestra en la Figura 15. Donde podemos concluir que ambos métodos no representan gran diferencia por lo que su aplicabilidad resulta valida, pero si se requiere tener valores más conservadores se debe emplear el método modificado de Arps.

Se considera que la constante de proporcionalidad para ajustar la gráfica en el Método modificado de Arps es de 0.1, si se mantiene este valor en 1 la curva pierde efectividad al trazar una declinación más pronunciada.

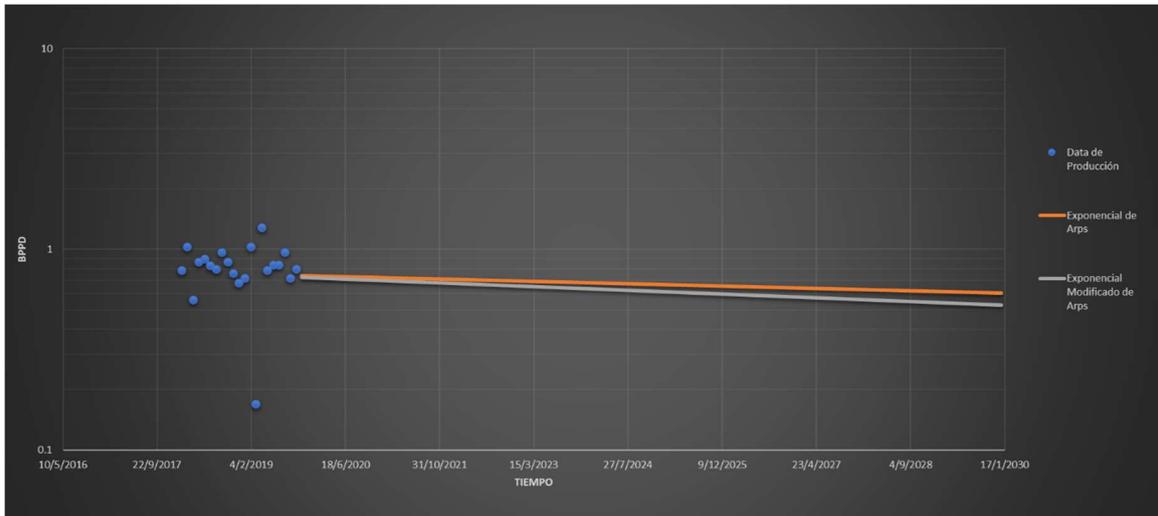


Figura 15. Predicción de la producción del pozo ANC1260.

Elaborado por: Carlos Tomalá – Software OFM.

Los datos obtenidos que se visualizan en la Figura 15 se presentan en la tabla del Anexo 5 tanto el método tradicional de Arps y el método modificado, pronosticado hasta el año 2030.

CONCLUSIONES

Para la realización de las curvas de declinación para la predicción de la producción es indispensable contar con un volumen considerable de datos de producción de los pozos en estudio que representen la declinación natural del yacimiento. De la misma manera, se debe contar con una caracterización de los parámetros de yacimiento para su aplicación en el método modificado de Arps.

Se seleccionó el intervalo base para el pronóstico de producción, teniendo como objetivo principal establecer la condición estable de producción donde se identifique la declinación natural del yacimiento. El mejor ajuste del tipo de declinación para el pozo ANC1270 es la exponencial, debido a su tendencia o forma observada en el histórico de producción. Se utilizó el software OFM para lograr el mayor ajuste posible del método exponencial trazando la línea de tendencia que siga el comportamiento real de la producción del pozo.

El método modificado de Arps representa una mayor estimación en comparación con el método tradicional de Arps, siempre y cuando se tenga una estabilización en la declinación de producción. Para el caso del pozo ANC1270 el porcentaje predictivo cercano al real fue del 99% para el método modificado de Arps, mientras que el método tradicional de Arps sobrestimó este valor llegando a un 110%. La tasa de declinación obtenida es de 0.01966 % anual.

Para el caso de ANC1260 no se tiene gran diferencia entre ambos métodos por lo que ambos se consideran factibles para su aplicación, sin embargo, para el método modificado de Arps se debe ajustar la constante de proporcionalidad a fin de que muestre una aproximación a la producción original de petróleo. La tasa de declinación obtenida es de 0.0195279 % anual.

RECOMENDACIONES

Debido a que el pozo ANC1270 y ANC1260 son intervenidos mediante Swab, se debe establecer un periodo en donde se mantenga el intervalo de intervención constante lo más posible, con el fin de tener una producción estabilizada resultando en mayor calidad del comportamiento del yacimiento.

Al aplicar el método modificado de Arps en pozos cuya producción son relativamente bajas, se debe considerar otros factores que dependan exclusivamente del tiempo de intervención del pozo y su potencial.

Se debe realizar el pronóstico para otros pozos que cuenten con parámetros de yacimiento promedio obtenidos, para poder implementar el modelo armónico e hiperbólico modificado de Arps, siempre y cuando se ajusten a dichos modelos.

BIBLIOGRAFÍA

1. AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL HIDROCARBURÍFERO. (2019). *Producción De Petróleo Neto De Campo Por Compañías 2010 - 2020*.
2. Arps, J. J. (1945). Analysis of Decline Curves. *Transactions of the AIME*, 160(01), 228–247. <https://doi.org/10.2118/945228-g>
3. Asociación SMC Ecuador Inc. - Pacifpetrol. (2016). *Bloque G.G.V. Presentación del Campo Ancón*.
4. Balseca, O. (2019). OBTENCIÓN DE PARÁMETROS DE YACIMIENTO MEDIANTE PRUEBAS DE PRESIÓN TRANSIENTE, APLICADO AL CAMPO “GUSTAVO GALINDO VELASCO.” In *Journal of Chemical Information and Modeling*. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
5. Keshinro, O., Aladeitan, Y., Oni, O., Samuel, J. S., & Adagogo, J. (2018). Improved decline curve analysis equations – Integration of reservoir properties into ARPs equation. *Society of Petroleum Engineers - SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition 2018, NAIC 2018*. <https://doi.org/10.2118/193419-ms>
6. Lozada, R. J. (2017). *Metodología para la Identificación de Pozos con Bajo Rendimiento Productivo en los Bloques 64 y 65 del Oriente Ecuatoriano*. Escuela Politécnica Nacional del Ecuador.
7. Moreno, A. A. (2019). *Análisis Moderno de la Declinación de la Producción de Hidrocarburos*. Universidad Nacional Autónoma de México.
8. Paris de Ferrer, M. (2009). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. In *Análisis de las curvas de declinación* (p. 504).
9. Ralph E. Davis Association (RED). (2009). *Estimación de Reservas Bloque GGV*.
10. Victor, V. P., Alamir, A. L., Dario, C. M., & Cesar, P. R. (2019). Design of a fluid for Workover operations in the Gustavo Galindo oil field, Ecuador. *ARP Journal of Engineering and Applied Sciences*, 14(11), 2118–2124.
11. Zabala, L. (2012). *Estudio de la Declinación Energética de Producción de crudo en Yacimiento de Petróleo extrapesado de dos campos de la Faja Petrolífera del Orinoco EXTRAPESADO*.

ANEXOS

Anexo 1. Datos de Producción Promedio Diario y Acumulado de Petróleo del Pozo ANC1260.

Año	Producción de Petróleo Promedio diario (bbl/d)	Producción Acumulada de Petróleo (Mbbbl)
1958	2.00	0.38
1959	25.50	5.66
1960	9.42	11.73
1961	6.00	14.50
1962	5.08	16.53
1963	4.00	18.11
1964	3.00	19.35
1965	2.00	20.33
1966	0.00	20.70
1967	0.00	20.70
1968	0.00	20.70
1969	0.00	20.70
1970	0.00	20.70
1971	0.00	20.70
1972	0.00	20.70
1973	4.00	21.44
1974	4.00	22.85
1975	3.00	24.11
1976	3.00	25.14
1977	2.42	26.06
1978	2.00	26.90
1979	1.00	27.51
1980	1.00	27.97
1981	2.00	28.50
1982	1.00	29.00
1983	0.00	29.20
1984	2.00	29.55
1985	0.00	29.80
1986	1.00	30.04
1987	1.00	30.45
1988	1.00	30.88
1989	1.00	31.36
1990	1.00	31.78

1991	1.00	32.18
1992	0.00	32.45
1993	1.00	32.72
1994	1.00	33.08
1995	0.00	33.34
1996	1.00	33.55
1997	2.00	34.00
1998	1.42	34.58
1999	2.00	35.24
2000	1.08	35.83
2001	0.83	36.17
2002	1.00	36.57
2003	1.00	36.90
2004	1.92	37.58
2005	1.67	38.20
2006	2.00	38.83
2007	1.33	39.47
2008	1.00	39.91
2009	1.00	40.29
2010	1.00	40.63
2011	1.00	40.98
2012	1.00	41.33
2013	1.00	41.66
2014	1.00	41.99
2015	1.00	42.31
2016	1.00	42.63
2017	0.83	42.91
2018	1.00	43.22
2019	0.89	43.6

Anexo 2. Datos de Producción Promedio Diario y Acumulado de Petróleo del Pozo ANC1270.

Año	Producción de Petróleo Promedio diario (bbl/d)	Producción Acumulada de Petróleo (Mbbbl)
1959	11.08	2.18
1960	9.00	5.81
1961	7.42	8.83
1962	7.08	11.53
1963	7.42	14.21
1964	6.42	16.71
1965	6.08	19.00
1966	6.00	21.12
1967	4.08	22.92
1968	2.08	24.12
1969	2.08	24.98
1970	2.00	25.78
1971	2.00	26.57
1972	4.00	27.73
1973	4.08	29.25
1974	3.42	30.66
1975	3.42	31.95
1976	3.00	33.25
1977	3.00	34.35
1978	3.42	35.60
1979	3.08	36.85
1980	3.00	37.88
1981	3.00	38.85
1982	2.42	39.78
1983	2.00	40.50
1984	2.00	41.13
1985	2.00	41.82
1986	1.00	42.40
1987	1.00	42.88
1988	1.00	43.33
1989	1.00	43.80
1990	1.08	44.32
1991	2.00	44.91
1992	2.00	45.68
1993	2.00	46.50
1994	1.42	47.16
1995	1.00	47.64

1996	0.00	47.93
1997	1.00	48.21
1998	1.08	48.70
1999	1.00	49.15
2000	1.17	49.58
2001	1.00	49.89
2002	2.50	50.63
2003	2.00	51.26
2004	1.09	51.58
2005	0.92	51.83
2006	1.08	52.14
2007	1.17	52.61
2008	1.00	53.02
2009	1.00	53.37
2010	1.00	53.72
2011	1.00	54.06
2012	1.00	54.40
2013	1.00	54.74
2014	1.00	55.07
2015	1.00	55.41
2016	1.00	55.74
2017	0.91	56.05
2018	0.92	56.37
2019	0.89	56.7

Anexo 3. Comparación de los dos modelos de predicción del pozo ANC1260.

Tiempo	Producción Real (BPPD)	Pronóstico de Producción (Arps)	Pronóstico de Producción (Arps Modificado)	Porcentaje de Desviación (Arps)	Porcentaje de Desviación (Arps Modificado)
31/1/2018	0.79	0.7679	0.7672	2.80	2.89
28/2/2018	1.03	0.7666	0.7652	25.57	25.71
31/3/2018	0.56	0.7654	0.7632	36.67	36.28
30/4/2018	0.87	0.7641	0.7612	12.17	12.51
31/5/2018	0.9	0.7629	0.7592	15.24	15.64
30/6/2018	0.83	0.7616	0.7573	8.24	8.76
31/7/2018	0.8	0.7604	0.7553	4.95	5.59
31/8/2018	0.97	0.7591	0.7533	21.74	22.34
30/9/2018	0.87	0.7579	0.7514	12.89	13.63
31/10/2018	0.76	0.7566	0.7494	0.44	1.39
30/11/2018	0.68	0.7554	0.7475	11.09	9.92
31/12/2018	0.72	0.7541	0.7455	4.74	3.55
31/1/2019	1.03	0.7529	0.7436	26.90	27.80
28/2/2019	0.17	0.7517	0.7417	342.15	336.28
31/3/2019	1.29	0.7504	0.7398	41.83	42.65
30/4/2019	0.79	0.7492	0.7378	5.16	6.60
31/5/2019	0.84	0.7480	0.7359	10.96	12.39
30/6/2019	0.84	0.7467	0.7340	11.10	12.62
31/7/2019	0.97	0.7455	0.7321	23.14	24.52
31/8/2019	0.72	0.7443	0.7302	3.37	1.42
30/9/2019	0.8	0.7431	0.7283	7.12	8.96

Anexo 4. Comparación de los dos modelos de predicción del pozo ANC1270.

Tiempo	Producción Real (BPPD)	Pronóstico de Producción (Arps)	Pronóstico de Producción (Arps Modificado)	Porcentaje de Desviación (Arps)	Porcentaje de Desviación (Arps Modificado)
31/1/2018	0.96	0.9846	0.8763	2.56	8.72
28/2/2018	0.14	0.9655	0.8712	35.15	40.68
31/3/2018	1.46	0.9469	0.8660	3.17	4.34
30/4/2018	0.9	0.9286	0.8609	3.13	8.95
31/5/2018	0.94	0.9106	0.8559	10.24	5.04
30/6/2018	0.81	0.8930	0.8508	13.30	16.26
31/7/2018	1.01	0.8757	0.8458	0.14	2.23
31/8/2018	0.86	0.8588	0.8408	6.60	5.80
30/9/2018	0.79	0.8422	0.8359	10.23	9.68
31/10/2018	0.92	0.8259	0.8309	0.01	1.98
30/11/2018	0.81	0.8099	0.8260	5.45	2.24
31/12/2018	0.84	0.7942	0.8212	1.15	6.02
31/1/2019	0.77	0.7789	0.8163	34.29	29.23
28/2/2019	0.17	0.7638	0.8115	13.58	5.65
31/3/2019	1.14	0.7490	0.8067	20.84	12.39
30/4/2019	0.85	0.7346	0.8020	17.86	7.84
31/5/2019	0.91	0.7204	0.7972	13.41	1.52
30/6/2019	0.86	0.7064	0.7925	2.93	18.67
31/7/2019	0.8	0.6928	0.7879	13.48	1.12
31/8/2019	0.66	0.6794	0.7832	2.93	18.67
30/9/2019	0.77	0.6662	0.7786	13.48	1.12

Anexo 5. Resultado del Pronóstico del Modelo de Arps tradicional y modificado para el Pozo ANC1260.

Tiempo	Pronóstico de Producción (Arps)	Pronóstico de Producción (Arps Modificado)
31/1/2018	0.7679	0.7672
28/2/2018	0.7666	0.7652
31/3/2018	0.7654	0.7632
30/4/2018	0.7641	0.7612
31/5/2018	0.7629	0.7592
30/6/2018	0.7616	0.7573
31/7/2018	0.7604	0.7553
31/8/2018	0.7591	0.7533
30/9/2018	0.7579	0.7514
31/10/2018	0.7566	0.7494
30/11/2018	0.7554	0.7475
31/12/2018	0.7541	0.7455
31/1/2019	0.7529	0.7436
28/2/2019	0.7517	0.7417
31/3/2019	0.7504	0.7398
30/4/2019	0.7492	0.7378
31/5/2019	0.7480	0.7359
30/6/2019	0.7467	0.7340
31/7/2019	0.7455	0.7321
31/8/2019	0.7443	0.7302
30/9/2019	0.7431	0.7283
31/10/2019	0.741845626	0.726423963
30/11/2019	0.740627463	0.724538946
31/12/2019	0.739411301	0.72265882
31/1/2020	0.738197135	0.720783573
29/2/2020	0.736984964	0.718913192
31/3/2020	0.735774783	0.717047665
30/4/2020	0.734566589	0.715186978
31/5/2020	0.733360379	0.71333112
30/6/2020	0.732156149	0.711480078
31/7/2020	0.730953897	0.709633839
31/8/2020	0.72975362	0.707792391
30/9/2020	0.728555313	0.705955721
31/10/2020	0.727358974	0.704123818
30/11/2020	0.726164599	0.702296668
31/12/2020	0.724972186	0.700474259

31/1/2021	0.723781731	0.698656579
28/2/2021	0.72259323	0.696843616
31/3/2021	0.721406681	0.695035358
30/4/2021	0.720222081	0.693231792
31/5/2021	0.719039426	0.691432906
30/6/2021	0.717858712	0.689638688
31/7/2021	0.716679938	0.687849126
31/8/2021	0.715503099	0.686064207
30/9/2021	0.714328192	0.684283921
31/10/2021	0.713155215	0.682508254
30/11/2021	0.711984164	0.680737195
31/12/2021	0.710815036	0.678970731
31/1/2022	0.709647828	0.677208852
28/2/2022	0.708482536	0.675451544
31/3/2022	0.707319158	0.673698797
30/4/2022	0.70615769	0.671950597
31/5/2022	0.70499813	0.670206935
30/6/2022	0.703840473	0.668467796
31/7/2022	0.702684718	0.666733171
31/8/2022	0.70153086	0.665003047
30/9/2022	0.700378897	0.663277413
31/10/2022	0.699228826	0.661556256
30/11/2022	0.698080643	0.659839566
31/12/2022	0.696934345	0.65812733
31/1/2023	0.69578993	0.656419538
28/2/2023	0.694647394	0.654716177
31/3/2023	0.693506734	0.653017236
30/4/2023	0.692367947	0.651322704
31/5/2023	0.69123103	0.649632569
30/6/2023	0.69009598	0.64794682
31/7/2023	0.688962794	0.646265445
31/8/2023	0.687831469	0.644588434
30/9/2023	0.686702001	0.642915774
31/10/2023	0.685574388	0.641247454
30/11/2023	0.684448627	0.639583464
31/12/2023	0.683324714	0.637923791
31/1/2024	0.682202647	0.636268425
29/2/2024	0.681082422	0.634617355
31/3/2024	0.679964037	0.632970569
30/4/2024	0.678847488	0.631328057
31/5/2024	0.677732773	0.629689807

30/6/2024	0.676619888	0.628055808
31/7/2024	0.675508831	0.626426048
31/8/2024	0.674399598	0.624800519
30/9/2024	0.673292186	0.623179207
31/10/2024	0.672186593	0.621562102
30/11/2024	0.671082815	0.619949194
31/12/2024	0.66998085	0.618340471
31/1/2025	0.668880694	0.616735922
28/2/2025	0.667782345	0.615135538
31/3/2025	0.6666858	0.613539306
30/4/2025	0.665591055	0.611947216
31/5/2025	0.664498107	0.610359257
30/6/2025	0.663406955	0.60877542
31/7/2025	0.662317594	0.607195692
31/8/2025	0.661230022	0.605620063
30/9/2025	0.660144236	0.604048523
31/10/2025	0.659060232	0.602481061
30/11/2025	0.657978009	0.600917667
31/12/2025	0.656897563	0.59935833
31/1/2026	0.655818891	0.597803038
28/2/2026	0.65474199	0.596251783
31/3/2026	0.653666858	0.594704553
30/4/2026	0.652593491	0.593161338
31/5/2026	0.651521887	0.591622128
30/6/2026	0.650452042	0.590086911
31/7/2026	0.649383954	0.588555679
31/8/2026	0.64831762	0.58702842
30/9/2026	0.647253037	0.585505124
31/10/2026	0.646190202	0.583985781
30/11/2026	0.645129112	0.58247038
31/12/2026	0.644069764	0.580958912
31/1/2027	0.643012157	0.579451366
28/2/2027	0.641956285	0.577947732
31/3/2027	0.640902148	0.576448
30/4/2027	0.639849742	0.574952159
31/5/2027	0.638799063	0.5734602
30/6/2027	0.63775011	0.571972113
31/7/2027	0.63670288	0.570487887
31/8/2027	0.635657369	0.569007512
30/9/2027	0.634613575	0.567530979
31/10/2027	0.633571495	0.566058278

30/11/2027	0.632531126	0.564589398
31/12/2027	0.631492465	0.563124329
31/1/2028	0.63045551	0.561663063
29/2/2028	0.629420258	0.560205588
31/3/2028	0.628386705	0.558751896
30/4/2028	0.62735485	0.557301975
31/5/2028	0.62632469	0.555855817
30/6/2028	0.62529622	0.554413412
31/7/2028	0.62426944	0.552974749
31/8/2028	0.623244346	0.55153982
30/9/2028	0.622220935	0.550108615
31/10/2028	0.621199204	0.548681123
30/11/2028	0.620179151	0.547257335
31/12/2028	0.619160774	0.545837242
31/1/2029	0.618144068	0.544420835
28/2/2029	0.617129032	0.543008102
31/3/2029	0.616115663	0.541599036
30/4/2029	0.615103957	0.540193626
31/5/2029	0.614093914	0.538791863
30/6/2029	0.613085528	0.537393737
31/7/2029	0.612078799	0.535999239
31/8/2029	0.611073722	0.53460836
30/9/2029	0.610070296	0.533221091
31/10/2029	0.609068518	0.531837421
30/11/2029	0.608068384	0.530457341
31/12/2029	0.607069893	0.529080843

Anexo 6. Resultado del Pronóstico del Modelo de Arps tradicional y modificado para el Pozo ANC1270.

Tiempo	Pronóstico de Producción (Arps)	Pronóstico de Producción (Arps Modificado)
31/1/2018	0.9846	0.8763
28/2/2018	0.9655	0.8712
31/3/2018	0.9469	0.8660
30/4/2018	0.9286	0.8609
31/5/2018	0.9106	0.8559
30/6/2018	0.8930	0.8508
31/7/2018	0.8757	0.8458
31/8/2018	0.8588	0.8408
30/9/2018	0.8422	0.8359
31/10/2018	0.8259	0.8309
30/11/2018	0.8099	0.8260
31/12/2018	0.7942	0.8212
31/1/2019	0.7789	0.8163
28/2/2019	0.7638	0.8115
31/3/2019	0.7490	0.8067
30/4/2019	0.7346	0.8020
31/5/2019	0.7204	0.7972
30/6/2019	0.7064	0.7925
31/7/2019	0.6928	0.7879
31/8/2019	0.6794	0.7832
30/9/2019	0.6662	0.7786
31/10/2019	0.8500	0.7740
30/11/2019	0.8486	0.7695
31/12/2019	0.8472	0.7649
31/1/2020	0.8458	0.7604
29/2/2020	0.8444	0.7559
31/3/2020	0.8430	0.7515
30/4/2020	0.8416	0.7470
31/5/2020	0.8402	0.7426
30/6/2020	0.8388	0.7383
31/7/2020	0.8375	0.7339
31/8/2020	0.8361	0.7296
30/9/2020	0.8347	0.7253
31/10/2020	0.8333	0.7210
30/11/2020	0.8319	0.7168

31/12/2020	0.8306	0.7125
31/1/2021	0.8292	0.7083
28/2/2021	0.8278	0.7042
31/3/2021	0.8264	0.7000
30/4/2021	0.8251	0.6959
31/5/2021	0.8237	0.6918
30/6/2021	0.8223	0.6877
31/7/2021	0.8210	0.6837
31/8/2021	0.8196	0.6796
30/9/2021	0.8183	0.6756
31/10/2021	0.8169	0.6716
30/11/2021	0.8156	0.6677
31/12/2021	0.8142	0.6637
31/1/2022	0.8129	0.6598
28/2/2022	0.8115	0.6559
31/3/2022	0.8102	0.6521
30/4/2022	0.8089	0.6482
31/5/2022	0.8075	0.6444
30/6/2022	0.8062	0.6406
31/7/2022	0.8049	0.6368
31/8/2022	0.8035	0.6331
30/9/2022	0.8022	0.6294
31/10/2022	0.8009	0.6256
30/11/2022	0.7995	0.6220
31/12/2022	0.7982	0.6183
31/1/2023	0.7969	0.6146
28/2/2023	0.7956	0.6110
31/3/2023	0.7943	0.6074
30/4/2023	0.7930	0.6038
31/5/2023	0.7916	0.6003
30/6/2023	0.7903	0.5967
31/7/2023	0.7890	0.5932
31/8/2023	0.7877	0.5897
30/9/2023	0.7864	0.5863
31/10/2023	0.7851	0.5828
30/11/2023	0.7838	0.5794
31/12/2023	0.7825	0.5759
31/1/2024	0.7812	0.5726
29/2/2024	0.7799	0.5692
31/3/2024	0.7787	0.5658
30/4/2024	0.7774	0.5625

31/5/2024	0.7761	0.5592
30/6/2024	0.7748	0.5559
31/7/2024	0.7735	0.5526
31/8/2024	0.7722	0.5493
30/9/2024	0.7710	0.5461
31/10/2024	0.7697	0.5429
30/11/2024	0.7684	0.5397
31/12/2024	0.7671	0.5365
31/1/2025	0.7659	0.5333
28/2/2025	0.7646	0.5302
31/3/2025	0.7633	0.5271
30/4/2025	0.7621	0.5240
31/5/2025	0.7608	0.5209
30/6/2025	0.7596	0.5178
31/7/2025	0.7583	0.5148
31/8/2025	0.7571	0.5117
30/9/2025	0.7558	0.5087
31/10/2025	0.7546	0.5057
30/11/2025	0.7533	0.5027
31/12/2025	0.7521	0.4998
31/1/2026	0.7508	0.4968
28/2/2026	0.7496	0.4939
31/3/2026	0.7483	0.4910
30/4/2026	0.7471	0.4881
31/5/2026	0.7459	0.4852
30/6/2026	0.7446	0.4823
31/7/2026	0.7434	0.4795
31/8/2026	0.7422	0.4767
30/9/2026	0.7409	0.4739
31/10/2026	0.7397	0.4711
30/11/2026	0.7385	0.4683
31/12/2026	0.7373	0.4655
31/1/2027	0.7361	0.4628
28/2/2027	0.7348	0.4601
31/3/2027	0.7336	0.4574
30/4/2027	0.7324	0.4547
31/5/2027	0.7312	0.4520
30/6/2027	0.7300	0.4493
31/7/2027	0.7288	0.4467
31/8/2027	0.7276	0.4440
30/9/2027	0.7264	0.4414

31/10/2027	0.7252	0.4388
30/11/2027	0.7240	0.4362
31/12/2027	0.7228	0.4337
31/1/2028	0.7216	0.4311
29/2/2028	0.7204	0.4286
31/3/2028	0.7192	0.4260
30/4/2028	0.7180	0.4235
31/5/2028	0.7168	0.4210
30/6/2028	0.7156	0.4185
31/7/2028	0.7145	0.4161
31/8/2028	0.7133	0.4136
30/9/2028	0.7121	0.4112
31/10/2028	0.7109	0.4088
30/11/2028	0.7097	0.4064
31/12/2028	0.7086	0.4040
31/1/2029	0.7074	0.4016
28/2/2029	0.7062	0.3992
31/3/2029	0.7051	0.3969
30/4/2029	0.7039	0.3945
31/5/2029	0.7027	0.3922
30/6/2029	0.7016	0.3899
31/7/2029	0.7004	0.3876
31/8/2029	0.6993	0.3853
30/9/2029	0.6981	0.3830
31/10/2029	0.6969	0.3808
30/11/2029	0.6958	0.3785
31/12/2029	0.6946	0.3763
231/1/2030	0.6935	0.3741
28/2/2030	0.6923	0.3719
31/3/2030	0.6912	0.3697
30/4/2030	0.6901	0.3675
31/5/2030	0.6889	0.3653
30/6/2030	0.6878	0.3632
31/7/2030	0.6866	0.3610
31/8/2030	0.6855	0.3589
30/9/2030	0.6844	0.3568
31/10/2030	0.6832	0.3547
30/11/2030	0.6821	0.3526
31/12/2030	0.6810	0.3505